

ISSN 1907 – 0438

Edisi 2, Nomor 2, Agustus 2015

Team Majalah Petro

Majalah Jurusan Teknik Perminyakan

Pelindung : Ir. Abdul Hamid, MT (Ketua Jurusan Teknik Perminyakan)

Dewan Redaksi :

- 1 Ketua : Ir. Rini Setiati, MT
- 2 Wakil : Widya Yanti, S.Si., MT
Puriwijayanti, ST
Ir. Pauhesti Rusdi
Samsol, ST

Staf Redaksi :

- 1 H. Siman
- 2 Irwan Maulana

Peer Review Makalah :

- 1 Bidang Keahlian Unconventional Gas CBM : Dr. Ratnayu Sitaresmi
- 2 Bidang Keahlian Reservoir : Ir. Onnie Ridaliani, MT
- 3 Bidang Keahlian Penilaian Formasi (Interpretasi Logging) : Ir. Sri Fenny, MT
- 4 Bidang Keahlian Produksi : Ir. M.G Sri Wahyuni, MT
- 5 Bidang Keahlian Ekonomi Migas : Ir. Bayu Satiyawira, MSi
- 7 Bidang Keahlian Pemboran : Ir. Abdul Hamid, MT
- 8 Bidang Keahlian Panas Bumi : Ir. Bambang Kustono Dipl. Geoth
- 9 Bidang Keahlian Gas Bumi : Ir. Mulia Ginting, MS

Alamat Redaksi : Jurusan Teknik Perminyakan

Telp : 021.5663232 ext 8509

Email : jurnal_petro@trisakti.ac.id

Pengantar Redaksi

Jurnal ilmiah Petro merupakan sebuah jurnal yang berisi beberapa paper bidang perminyakan dan diterbitkan dengan tema-tema yang aktual dari hasil penelitian paradosen maupun mahasiswa program studi teknik perminyakan yang berlandaskan perkembangan dunia pendidikan, ilmu pengetahuan, dan teknologi seputaran dunia Perminyakan.

Pada Jurnal Ilmiah Petro Edisi 2 bulan Agustus Tahun 2015 terdiri dari 10 judul bahasan antara lain mengenai injeksi CO₂, Perencanaan Casing Design, Pemilihan Pola Sumur Injeksi Air, Pengasaman Matriks Pada Lapangan Panas Bumi, Penanggulangan Kick, Penurunan Tekanan Fluida Multifasa, , Prediksi Perubahan Parameter Pada Simple Proses Model, Studi Laboratorium Pengaruh Penambahan Retarded Semen, Pengaruh Injeksi Potassium Chloride (KCL).

Dari keseluruhan judul diatas memiliki beberapa bidang antara lain, BOR, Produksi, Reservoir, Panas bumi, Lumpur pemboran, ESP (Electric Submersible Pump), Cementing, EOR (Enhanced Oil Recovery), Penilaian Formasi, Kimia.

Pembaca diharapkan dapat membaca beragam penelitian yang diterbitkan dari karya ilmiah yang dibuat oleh para Dosen dan Mahasiswa Program Studi Teknik Perminyakan Trisakti yang nantinya dapat bermanfaat bagi para pembacanya.

Redaksi

Jurnal Ilmiah PETRO

Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Trisakti

EVALUASI PENGARUH VARIASI KOMPOSISI CO₂ DALAM PEROLEHAN NILAI TEKANAN TERCAMPUR MINIMUM

Raysha, Rini Setiati

Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Trisakti

ABSTRAK

Dalam dunia perminyakan telah dikembangkan berbagai teknik dan metode untuk meningkatkan perolehan minyak dari reservoir. Pada tahap awal produksi, biasanya hanya mengandalkan tenaga alamiah dari reservoir yang umumnya tidak mampu mengangkat semua minyak yang terdapat direservoir. Bahkan sampai tenaga pendorong alamiahnya sudah melemah, masih terdapat sisa cadangan yang bernilai ekonomis yang tertinggal. Untuk meningkatkan perolehan minyak yang masih tertinggal dapat dilakukan dengan cara menginjeksikan gas ke dalam reservoir pada tekanan reservoir, suhu reservoir, komposisi minyak dan sifat gas yang diinjeksikan. Permasalahan yang ada dalam studi ini adalah untuk menginjeksikan 100% kemurnian CO₂ membutuhkan biaya yang mahal, dan juga nilai TTM yang tinggi juga berpengaruh pada biaya dan kapasitas ketahanan reservoir tersebut. Kemurnian CO₂ sangat lah beragam, TTM juga dipengaruhi impurities yang terdapat didalam gas CO₂ jadi pada penelitian ini mengevaluasi pengaruh komposisi CO₂ terhadap tekanan tercampur minimum dengan menggunakan dua metode yang berbeda yaitu perhitungan TTM menggunakan simulasi slimtube menggunakan software CMG dan menggunakan korelasi adalah 25% H₂S 75% CO₂ , 25% C₁ 75% CO₂ , 25% N₂ , 75% H₂S. Hasil yang didapatkan terbukti H₂S dapat menurunkan tekanan TTM sedangkan C₁ dan menambah nilai TTM.

Kata kunci : Injeksi CO₂, kemurnian CO₂ , tekanan terbur minimum,

Pendahuluan

Penelitian menunjukan bahwa dengan metode CO₂ flooding untuk meningkatkan perolehan minyak mencapai hampir lebih dari 60 % OOIP. Dibandingkan dengan metode injeksi gas lainnya penginjeksian CO₂ lebih banyak diminati dibanding injeksi gas hidrokarbon karena lebih ekonomis, selain itu memiliki tingkat penyapuan yang baik dan juga ramah lingkungan karena CO₂ diinjeksikan lagi kembali ke reservoir.

Faktor – Faktor yang mempengaruhi keberhasilan injeksi CO₂ antara lain suhu reservoir, karakteristik

fluida reservoir, tekanan reservoir dan kemurnian CO₂ yang menjadi gas injeksi. Studi lapangan tentang injeksi CO₂ banyak yang menyebutkan suatu kemurnian CO₂ tidak lah suatu batasan yang kaku. Tingkat kemurnian disesuaikan juga dengan ke ekonomian dan efisiensi tekanan injeksi CO₂. Pada dasarnya CO₂ yang memiliki kemurnian sempurna, jarang sekali kita dapatkan karena CO₂ kita peroleh dari berbagai macam sumber seperti hasil produksi dari bumi dan hasil proses pemisahan CO₂. Misalnya CO₂ bisa kita juga dapatkan dari penginjeksian langsung kembali dari sumur di lapangan yang sedang berproduksi karena penginjeksian langsung kembali akan

mengurangi cost karena memurnikan CO₂ memiliki biaya yang tinggi. . Biasanya, CO₂ mengandung kadar nitrogen, H₂S dan hidrokarbon yang tinggi.

Efisiensi penyapuan minyak oleh gas membutuhkan tekanan yang tinggi dan tingkat kelarutan didapatkan pada angka minimum tertentu yang kita sebut Tekanan Tercampur Minimum (TTM).TTM adalah parameter yang sangat diperlukan untuk melakukan screening kriteria memilih sumur untuk dijadikan sumur injeksi CO₂ Tercampur. Adapun cara penentuan tekanan Tercampur minimum ini beberapa macam menggunakan perhitungan korelasi, menggunakan slimtube test lab dan juga menggunakan slimtube test simulasi software.

Nilai tekanan tercampur minimum dipengaruhi oleh banyak faktor dan dalam penelitian ini dilakukan studi bagaimana pengaruh komposisi kemurnian CO₂ sebagai fluida injeksi terhadap tekanan tercampur minimum, digunakan metode simulasi slimtube menggunakan software pada setiap tekanan dari 2600 psi – 6000 psi menggunakan berbagai macam kemurnian CO₂ yang berbeda. Adapun macam kemurnian CO₂ yang digunakan pada studi ini adalah 100 % CO₂ ; 75 % CO₂ 25% H₂S ; 75% CO₂ 25% C₁ ;75% N₂ 25% CO₂ .

Maksud dan tujuan dari studi ini adalah menganalisa dan membuktikan ulang teori yang sudah ada mengenai pengaruh impurities dan hidrokarbon yang terkandung didalam CO₂ sebagai fluida injeksi. Dari situ bisa dilihat seberapa besar pengaruh impurities dan hydrocarbon didalam kandungan CO₂.

Langkah langkah yang dilakukan dalam studi ini yang pertama

adalah mengumpulkan data data seperti data fluida dan data spesifikasi slimtube, setelah itu dibuat model fluida menggunakan software, setelah itu membuat model slimtube dan memasukan data fluida yang sudah dibuat ke dalam model slimtube .Simulasi dijalankan menggunakan tekanan yang berbeda pada setiap komposisi kemurnian CO₂ gas injeksi yang berbeda, setelah didapatkan nilai recovery factor (RF) dibuat grafik antara RF pada 1.2 pore volume dan tekanan.Pada persimpangan titik yang stabil dan tidak stabil maka titik itu adalah nilai tekanan Tercampur minimum.

INJEKSI CO₂

Sejalan dengan meningkatnya kebutuhan akan minyak bumi, maka dikembangkan berbagai cara untuk peningkatan perolehan minyak dari reservoir sebagai tahap lanjut dari perolehan tahap primer. Metode perolehan minyak tahap lanjut ini dikenal dengan sebutan EOR (Enhanced Oil Recovery).

Pengertian EOR adalah metode yang dilakukan untuk meningkatkan perolehan minyak dari suatu reservoir.Alasan dilakukannya EOR adalah karena reservoir tersebut masih mempunyai cadangan hidrokarbon dalam jumlah yang besar tetapi tenaga pendorong secara alamiah sudah tidak mampu lagi mengalirkan minyak ke permukaan. Tujuan dilakukannya EOR adalah:

1. Meningkatkan perolehan minyak.
2. Menurunkan viskositas yang terdapat dalam reservoir
3. Mengurangi tekanan kapiler pada system fluida-batuan reservoir.
4. Memberikan kekuatan pengaliran pada laju produksi

CO₂ mudah larut dalam minyak bumi, berikut adalah mekanisme yang terjadi CO₂ diinjeksikan kedalam reservoir dan larut kedalam minyak bumi:

1. Ketika CO₂ larut didalam minyak, maka viskositas minyak akan menurun.
2. Menaikan volume minyak (swelling) dan menurunkan densitas minyak.
3. Memberikan efek pengasaman pada reservoir karbonat.
4. Membentuk fluida tercampur dengan minyak karena ekstraksi, penguapan, dan pemindahan kromatografi, sehingga dapat bertindak sebagai solution gas drive.

Mekanisme dasar injeksi CO₂ adalah bercampurnya CO₂ dengan minyak dan membentuk fluida baru yang lebih mudah didesak daripada minyak pada kondisi awal reservoir. Ada 4 jenis mekanisme pendesakan injeksi CO₂:

1. Injeksi CO₂ secara kontinyu selama proses EOR
2. Injeksi slug CO₂ diikuti air
3. Injeksi slug CO₂ dan air secara bergantian
4. Injeksi CO₂ dan air secara simultan

Untuk gas yang dibawa dengan menginjeksikan terus menerus gas CO₂ kedalam reservoir maka diharapkan gas CO₂ ini dapat melarut dalam minyak dan mengurangi viskositasnya, dapat menaikkan densitas (sampai tahap tertentu yang kemudian diikuti dengan penurunan densitas), dapat mengembangkan volume minyak dan merefraksi sebagian minyak, sehingga minyak akan lebih banyak terdesak keluar dari media berpori.

Miscibilitas adalah suatu keadaan dimana tercampurnya fluida injeksi dan fluida reservoir. Dimana

dalam hal ini karena tercampurnya itulah didapatkan perubahan spesifikasi fluida reservoir yang membuat terdorongnya fluida tersebut.

Dalam metode injeksi gas CO₂ tercampur, ada 2 jenis kontak miscibilitas yaitu First Contact Miscibility dimana penginjeksian CO₂ dilakukan dengan sekali test dengan mematokan tekanan yang lebih tinggi, sedangkan Multi Contact Miscibility penginjeksian CO₂ yang dilakukan injeksi berkali-kali sehingga di temukan titik tercampurnya. Ada beberapa metode menentukan tekanan TTM, yaitu tes slimtube laboratorium, menggunakan perhitungan korelasi, dan simulasi slimtube.

Ada banyak korelasi yang dapat digunakan didasarkan pada perhitungan titik kritis dari suatu sistem multikomponen yang disederhanakan dalam suatu pseudo component. Secara umum suatu korelasi yang dibuat hanya dapat memperkirakan tekanan tercampur minimum yang baik pada suatu range tertentu dari suatu komposisi crude oil dimana korelasi tersebut dikembangkan. Ada beberapa metode korelasi yang dikemukakan oleh beberapa ahli, yaitu korelasi Holm Josendal (1974), korelasi Yellig Metcalfe (1980), korelasi Cronquist et al (1981), korelasi National Petroleum Council (2001) dan dan Ellisa M. El-M Shokkir (2006).

Metode korelasi tersebut mempunyai faktor yang berbeda pada setiap korelasinya seperti Cronquist et al menggunakan temperatur saja dalam faktor perhitungan TTM. Pada tahun 2006 M. El-M Shokkir berhasil menemukan korelasi yang dapat menghitung nilai TTM karena pengaruh kemurnian CO₂. Pada dasarnya korelasi ini menggunakan algoritma ACE yaitu disebut juga Alternating Conditional

Expectation. Faktor-faktor yang digunakan pada korelasi ini adalah komposisi minyak, dan temperatur.

Berdasarkan persamaan pada korelasi Ellisa M. El-M Shokkir (2006) Bisa dilihat variable yang berpengaruh disitu adalah komposisi kemurnian CO₂, komponen minyak dan temperature reservoir. Persamaan tersebut dapat dilihat dalam bentuk dibawah ini.

$$(CO \quad MMP) \sum_{(Vol)} \phi_1(T_R) (In \quad) (MW \quad) (C \quad) (N_2) (H \quad S) (C_1)$$

Simulasi slimtube menggunakan software CMG sebagai penghitung Recovery factor. Software ini menggunakan dua persamaan dasar yang dapat di pilih yaitu Soave – Redlich – Kwong (1972) dan Peng and Robinson (1976).

METODE PENELITIAN

Tahap pertama dalam pembuatan simulasi slimtube ini didahului dengan pengumpulan data dibutuhkan untuk di input kedalam software, berdasarkan sample fluida yang akan digunakan. Data lapangan yang digunakan dalam penelitian ini menggunakan fluida lapangan "M", sumur "R" dalam bentuk data geologi lapangan dan data PVT analysis. Berikut adalah spesifikasi data slimtube yang digunakan.

Tabel 1- Data Spesifikasi Slimtube

Parameter	Besaran
Besar grid	20 x 1 x 1
Permeabilitas	1000 mD
Porositas	0.3

Setelah mengumpulkan data yang dibutuhkan selanjutnya adalah tahap pembuatan model fluida menggunakan software CMG WinProp yaitu memasukan data data fluida yang kita telah kumpulkan kedalam software ini. Setelah itu dilakukan penginputan data komposisi fluida. Dapat dilihat pada tabel berikut :

Tabel 2 - Komponen Hidrokarbon

Component	Well Stream	
	Mol %	Weight
Hydrogen	0.74	0.25
Carbon	20.99	9.36
Nitrogen	1.19	0.34
Methane	21.36	3.47
Ethane	2.69	0.82
Propane	2.88	1.29
Iso-Butane	1.21	0.71
N-Butane	2.44	1.44
Iso-Pentane	1.52	1.11
N-Pentane	1.88	1.37
Hexanes	2.97	2.53
Heptanes	5.98	5.82
Octanes	5.47	5.92
Nonanes	3.18	3.90
Decanes	2.75	3.74
Undecanes	2.15	3.20
Dodecanes	20.60	54.73
Total	100.00	100.00

Tahap pertama adalah memilih komponen apa saja yang terdapat dalam sampel fluida sesuai dengan data PVT bisa dilihat pada tabel 2. Pada tab "component selection/properties" pada

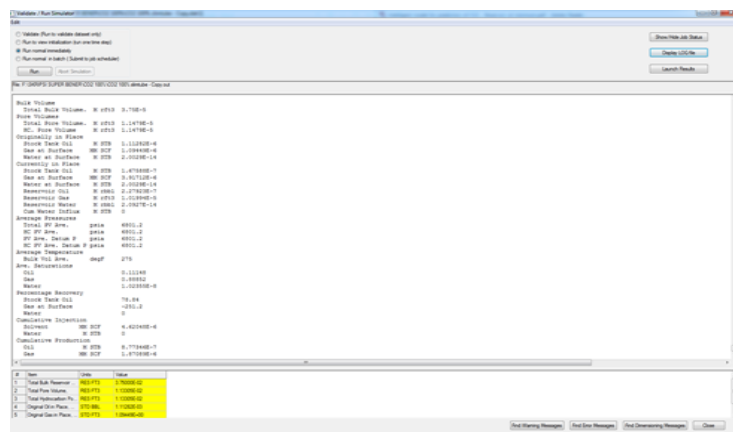
software ini sudah terdapat beberapa template untuk spesifikasi impurities maupun hidrokarbon. Lalu pilih insert own pilihlah komponen yang terdapat dalam fluida kita saja. Karena pada data PVT terdapat data C_{12+} dan dalam software ini tidak ada template untuk komposisi ini maka masukan spesifikasi C_{12+} dengan memilih insert own. Lalu tulis nama hidrokarbonnya dan masukan spesifikasinya.

Tahap kedua adalah memasukan komposisi dalam composition tab, memasukan semua komposisi yang ada sesuai dengan data PVT yang telah di koleksi.dalam bentuk mol fraksi atau persentasi. Setelah komponen/komposisi fluida terbentuk selanjutnya adalah melakukan regresi untuk membentuk model fluida sesuai dengan data data PVT/ laboratorium yang sudah di koleksi

Setelah melakukan input data data PVT yang dibutuhkan, lalu lakukan penyimpanan data dan jalankan simulasi. Setelah menjalankan simulasi

maka akan didapat beberapa output setelah regresi, sebelumnya dilakukan tuning EOS pada kolom weight pada tab differential liberation pada setiap spesifikasi fluida

Pembuatan model slimtube menggunakan “*builder*” yang terdapat pada CMG. Pertama tama pilih menu “builder” lalu set satuan ke field, setelah satuan di set ke field lalu akan diminta untuk membuat gridnnya.Setelah semua telah di set, model fluida telah di import dan model slimtube telah di buat sekarang simulasi sudah bisa dijalankan,lalu set tekanan awal yang diinginkan dan jenis fluida injeksi yang diinginkan. Percobaan ini dilakukan tes dengan tekanan 2400-6000 psia, pada setiap komposisi kemurnian fluida injeksi yang berbeda. Sebelum menjalankan simulasi save terlebih dahulu karena software akan mengkonfirmasi untuk save sebelum melakukan run. Hasil entry dapat berupa log file bisa dilihat pada gambar berikut



Item	Unit	Value
1. Total Bulk Volume	SCF	1.14718E+09
2. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
3. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
4. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
5. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
6. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
7. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
8. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
9. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
10. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
11. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
12. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
13. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
14. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
15. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
16. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
17. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
18. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
19. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
20. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
21. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
22. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
23. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
24. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
25. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
26. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
27. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
28. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
29. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
30. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
31. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
32. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
33. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
34. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
35. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
36. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
37. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
38. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
39. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
40. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
41. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
42. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
43. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
44. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
45. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
46. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
47. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
48. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
49. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
50. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
51. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
52. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
53. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
54. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
55. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
56. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
57. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
58. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
59. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
60. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
61. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
62. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
63. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
64. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
65. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
66. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
67. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
68. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
69. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
70. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
71. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
72. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
73. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
74. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
75. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
76. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
77. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
78. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
79. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
80. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
81. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
82. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
83. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
84. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
85. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
86. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
87. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
88. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
89. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
90. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
91. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
92. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
93. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
94. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
95. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
96. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
97. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
98. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
99. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09
100. Total Free Volume	SCF	1.14718E+09

Gambar 1 - Log File

Didalam log file tersebut akan didapatkan hasil running simulasi pada hasil percobaan yang ditampilkan pada gambar 1 adalah hasil dari percobaan simulasi 100% CO_2 fluida injeksi

dengan tekanan sebesar 5000 psia. Bisa dilihat hasil output nya didapatkan Rf sebesar 79.66 % pada 1.2 PV injeksi. Catat RF yang didapat di buat tabel antara RF dengan tekanan lalu plot

didalam grafik antara RF pada 1.2 PV injeksi dengan tekanan .Lakukan seterusnya dari tekanan 2400 – 6000 psia.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Dalam membangun simulasi slimtube pada studi ini dilakukan beberapa tahapan pekerjaan antara lain tahap pengumpulan dan preparasi data, tahap memasukan data, tahap pembuatan model fluida lalu tahap pembuatan model slimtube dimana selanjutnya didapatkan angka RF setelah itu di plot kedalam grafik RF vs Tekanan garis perpotongan antara tekanan yang build up dengan tekanan yang sudah stabil menunjukan nilai MMP lalu di lakukan lagi ulang pada komposisi kemurnian CO₂ yang berbeda.

Selain dari menggunakan metode simulasi slimtube digunakan juga perhitungan menggunakan korelasi Ellisa M. El-M Shokkir (2006) dimana korelasi tersebut sesuai dengan studi yang sedang dilakukan yaitu menghitung nilai tekanan tercampur minimum dengan faktor variasi kemurnian CO₂ sebagai fluida injeksi.

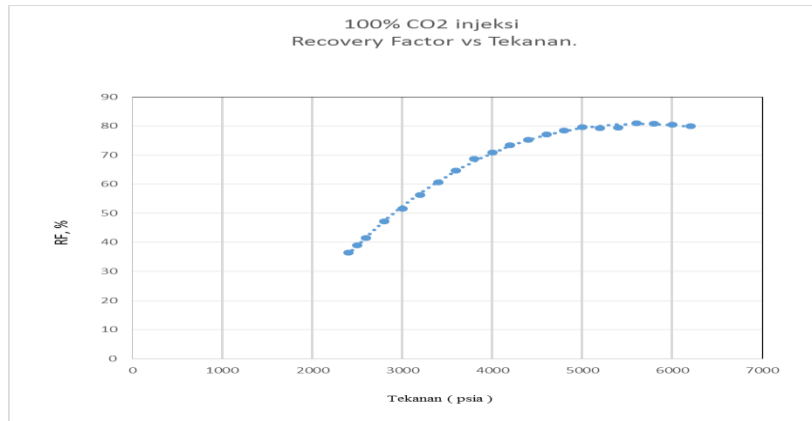
Pada studi ini, simulasi slimtube dilakukan untuk mengetahui nilai TTM pada setiap campuran kemurnian komposisi CO₂ dikarenakan komposisi kemurnian CO₂ adalah salah satu parameter yang berpengaruh di dalam variasi nilai TTM . Semua yang dilakukan dalam studi ini menggunakan data PVT dan data spesifikasi model slimtube. Adapun variasi fluida injeksi yang dilakukan dalam percobaan ini adalah 100% CO₂ , 25% H₂S dan 75% CO₂ , 25% N₂ dan 75% CO₂ , 25% C₁ dan 75% CO₂ .

Grafik dari hasil pengukuran TTM dengan simulasi slimtube dapat

dilihat pada gambar 2, dimana pada 100% CO₂ nilai TTM yang didapat sebesar 4159 psi. Sedangkan pada gambar 3 ketika kemurnian fluida injeksi dirubah menjadi 25% C₁ dan 75% CO₂ , nilai TTM meningkat menjadi 4.694 psi . Hal tersebut sesuai dengan teori Alston et Al yang menyebutkan bahwa adanya kandungan C₁ didalam fluida injeksi akan meningkatkan nilai TTM .

Tabel 3 - RF di Setiap Tekanan Pada 100% CO₂

CO2 100%	
PRESSURE	RF
2400	36.44
2500	38.99
2600	41.49
2800	47.16
3000	51.63
3200	56.21
3400	60.63
3600	64.63
3800	68.61
4000	70.93
4200	73.33
4400	75.24
4600	77
4800	78.34
5000	79.66
5200	79.25
5400	79.51
5600	80.87
5800	80.77
6000	80.46
6200	79.86

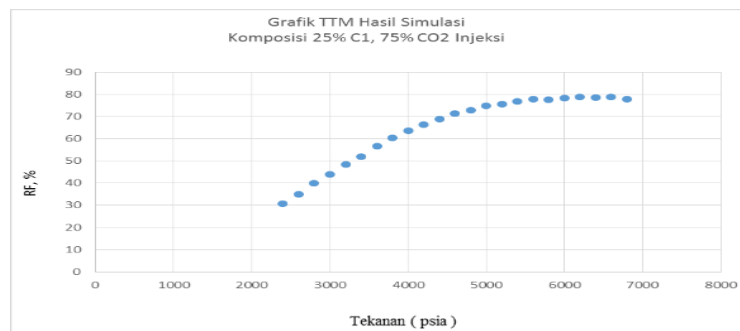


Gambar 2 - Grafik RF vs Tekanan pada 100% CO₂

Tabel 4 - RF di Setiap Tekanan pada 25% C₁ 75% CO₂

25% C ₁ 75% CO ₂	
PRESSURE	RF
2400	30.84
2600	35.04
2800	39.89
3000	43.94
3200	48.34
3400	52.04
3600	56.7
3800	60.38
4000	63.63

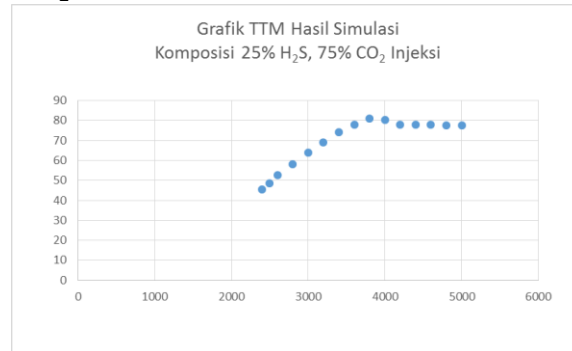
4200	66.48
4400	68.91
4600	71.28
4800	72.9
5000	74.81
5200	75.59
5400	76.94
5600	77.81
5800	77.5
6000	78.32
6200	78.81
6400	78.68



Gambar 3 - Grafik RF v Tekanan pada 25% C₁ 75% CO₂

Selanjutnya adalah menggunakan kandungan 75% CO₂, 25% H₂S didapatkan hasil pada gambar 4 dan tabel 5 didapatkan MMP sebesar 3600 psia. Pengaruh dari H₂S hasil dari

simulasi didapatkan menurunkan tekanan nilai TTM. Bisa dilihat pada gambar 4.

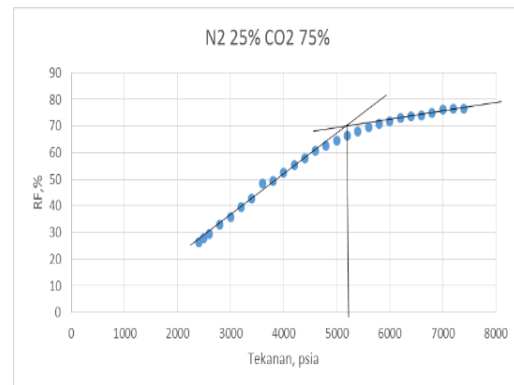


Gambar 4 - Grafik RF vs Tekanan pada 25% H₂S 75% CO₂

Tabel 5 - RF Pada Setiap Tekanan 25% H₂S 75% CO₂

25% H ₂ S dan 75% CO ₂	
Tekanan,psi	RF, %
2400	45.44
2500	48.4
2600	52.6
2800	58.14
3000	63.82
3200	69.14
3400	74.02
3600	77.94
4000	80.14
4200	77.9
4600	77.79
4800	77.69
5000	77.68

Dengan menggunakan kemurnian 100% CO₂ tekanan TTM adalah 4159 psia, berarti H₂S menurunkan tekanan TTM sebesar 559 psia. Lalu percobaan terakhir bisa dilihat pada gambar 5 adalah pengaruh N₂ terhadap nilai TTM



Gambar 5 -

Grafik RF vs Tekanan pada 25% N₂ 75% CO₂

Bisa dilihat pelarutan 25% N₂ kedalam CO₂ menghasilkan MMP sebesar 5250 Psia itu berarti N₂ juga berpengaruh menambah angka tekanan

tercampur minimum sebesar 1091 penambahan signifikan.

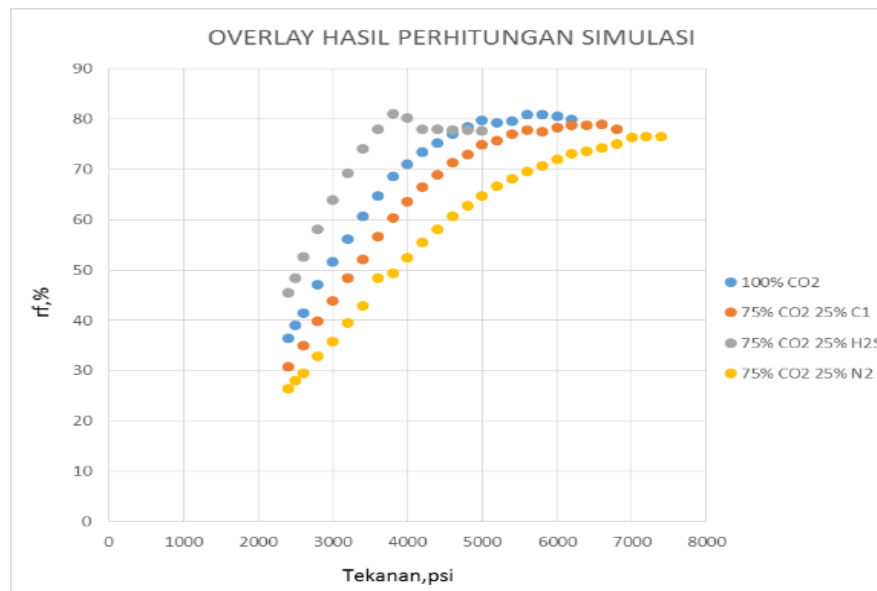
Pada penelitian ini dilakukan pula perhitungan menggunakan rumus dari Ellisa M-LM.Shokir untuk menghitung nilai TTM pada kemurnian CO₂ yang berbeda pula. Pemilihan penggunaan korelasi shokir disebabkan karena korelasi ini memperhitungkan variasi persentase kemurnina CO₂ sebagai fluida injeksi yang serupa dengan penulis lakukan dengan simulasi slimtube pada tugas akhir ini. Validasi dan akurat korelasi ini telah dilakukan perbandingan oleh dari Ellisa M-LM. Shokir dengan membandingkan perhitungan korelasi ini dan slimtube test pada lab hasil yang didapat tingkat error nya rendah dari Ellisa M-LM. Shokir (2006).Berikut adalah tabel 6 dapat di lihat hasil perhitungan menggunakan korelasi dari dari Ellisa M-LM.Shokir .

Tabel 6 – Hasil Perhitungan TTM dengan korelasi Ellisa M-LM Shokir

Komposisi	Tekanan
CO ₂ 100%	3959 psi
C ₁ 25% dan CO ₂ 75%	5525 psi
N ₂ 25% dan CO ₂ 75%	4500 psi
H ₂ S 25% dan CO ₂ 75%	3702 psi

Pada hasil dari perhitungan korelasi bisa dilihat hasil nilai TTM yang didapat dari perhitungan simulasi slimtube berbeda ,tetapi tren dari pengaruh kemurnian sama, sesuai dengan tabel 4.Pengaruh dari C₁ adalah menambahkan nilai angka TTM, pengaruh dari N₂ adalah meningkatkan angka TTM dan sedangkan H₂S terbukti menurunkan tekanan tercampur minimum.

Bisa dilihat pada gambar berikut adalah overlay antara berbagai hasil TTM komposisi kemurnian CO₂ perhitungan menggunakan simulasi slim tube.



Gambar 6 - Overlay Perhitugan Simulasi

Jika diperhatikan dari gambar 5 kedua metode perhitungan terbukti adanya pengaruh kemurnian CO₂ sebagai fluida injeksi menggunakan Ellisa M. El-M Shokkir (2006) dan simulasi slimtube memberikan hasil yang sama hanya hasil angka TTM yang berbeda.

DAFTAR PUSTAKA

1. Ahmad T., “*Reservoir Engineering Handbook*”, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 2001
2. Blackwell, R. J., “Miscible Process II”, SPE Reprint Series No. 18, SPE, Richardson, Texas, United States of America, 1985.
3. Shokir E, “CO₂ – oil minimum miscibility pressure model for impure and pure CO₂ streams” *Journal of SPE* 58 173 – 185 , Saudi Arabia, 2006
4. Latil, Marcel, “Enhanced Oil Recovery”, Graham Trotman Ltd, London, 1980
5. Stalkup, F.I (1983). “Miscible Displacement”: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers of AIME, Texas, United States of America, 1983.
6. Takhur, Dr. Ganesh, “*Screening Criteria*”, Pennwell Books, New York, 1960
7. Yellig, W. F., & Metcalfe, R. S. (1980). *Determination and Prediction of The CO₂ Minimum Miscible Pressure*. J.Pet.Tech., 160-168, Texas, United States of America, 1980.

<http://wenku.baidu.com/view/cdf593c74028915f804dc2d1.html>.